

页岩气储层水力压裂物理模拟试验研究

张 旭, 蒋廷学, 贾长贵, 张保平, 周 健

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要: 为了给彭水地区页岩气开发提供技术支持, 进行了页岩储层水力压裂物理模拟试验研究, 建立了一套页岩储层水力压裂大型物理模拟试验方法。利用声发射监测系统实时监测了页岩压裂裂缝的产生与扩展演化过程, 观察了水力压裂裂缝形态, 并探讨了压裂液黏度、地应力差异系数、压裂液泵注排量等因素对水力裂缝形态及其扩展的影响。试验结果表明, 随着压裂液黏度降低、地应力差异系数减小, 水力裂缝沿着天然裂缝方向延伸, 将原有天然裂缝沟通并形成网络裂缝。根据泵压曲线变化结果, 提出在实际压裂施工过程中采用变排量的方式提高压裂改造体积, 这可为页岩气压裂优化设计提供依据。

关键词: 页岩气 水力压裂 物理模拟 裂缝延伸

中图分类号: TE357.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2013)02-0070-05

Physical Simulation of Hydraulic Fracturing of Shale Gas Reservoir

Zhang Xu, Jiang Tingxue, Jia Changgui, Zhang Baoping, Zhou Jian

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: In order to provide technical support to shale gas development in Pengshui Area, physical simulation of hydraulic fracturing of the shale reservoir was carried out and a set of experimental methods was established. The initiation and growth of fractures in shale was monitored on real-time, and the fracture morphology observed by acoustic emission system. In addition, this paper discussed the effect of fluid viscosity, in-situ stress difference and pumping rate of fracturing fluid on the geometrical shape and growth of hydraulic fractures. Experimental results showed that hydraulic fractures might extend along natural fractures and natural fracture might be communicated to form fracture network as the viscosity of fracturing fluid and in-situ stress difference drops. According to the pump pressure curve, this paper put forward a variable pumping rate method to improve simulated reservoir volume (SRV), which provides technical basis for fracturing optimization of shale gas.

Key words: shale gas; hydraulic fracturing; physical simulation; fracture extension

我国页岩气资源丰富, 勘探开发潜力巨大^[1], 但因其基质具有超低渗透等特点, 大部分页岩气井需要经过水力压裂改造后才能获得比较理想的产量。彭水区块地处重庆市东南部以及贵州省北部, 钻探实践表明, 彭水地区下志留统龙马溪组地层发育有大段黑色页岩^[2-3], 厚度达 103 m。岩石物性分析认为, 该套黑色页岩富含有机质, 勘探开发潜力巨大。但基质渗透率极低, 只有 91.5 nD, 开发时必须进行水力压裂沟通天然裂缝, 产生高渗透路径, 才能获得工业气流^[4-7]。裂缝发育程度是影响页岩气产量的

重要因素, 怎样提高页岩压裂改造体积是页岩压裂设计首先要考虑的问题^[8-12]。目前认识裂缝的手段只

收稿日期: 2013-03-03; **改回日期:** 2013-03-08。

作者简介: 张旭(1973—), 女, 2002年毕业于华中科技大学计算机应用专业, 2007年获得长江大学油气井工程专业硕士学位, 2010年获得中国石油大学(北京)油气井工程专业博士学位, 在站博士后, 主要从事岩石力学方向的研究工作。

联系方式: (010)84988661, 313734037@qq.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“页岩气网络压裂机理及设计方法研究”(编号: P11015)部分研究内容。

有数值模拟、裂缝监测及压后测井温等间接手段,得到的裂缝参数与实际差别很大,而通过物理模拟方法能获取更真实的裂缝参数,可有效指导现场施工。

水力压裂物理模拟试验采用一定尺寸的人工试样或露头岩样,在三轴应力、储层温度及压力条件下,通过动态监测直接观测水力压裂裂缝扩展特征。这对于正确认识特定层位水力压裂裂缝扩展机理,建立更实用的数学模型具有重要的意义。目前国外哈里伯顿研发中心、荷兰 Delft 大学、澳大利亚西南威尔士大学、美国 TerraTek 公司及国内中国石油大学陈勉^[11-13]等人都开展了深部地层水力压裂物理模拟试验研究,但这些试验大多是针对砂泥岩等常规储层开展的,页岩储层水力压裂物理模拟试验研究才刚刚起步^[14]。为了给彭水地区页岩气开发提供技术支持,笔者开展了该地区水力压裂物理模拟试验研究,建立了一套页岩储层水力压裂大型物理模拟试验方法,并探讨了压裂液黏度、地应力差异系数等因素对水力裂缝形态及其扩展的影响。

1 试验原理

页岩储层水力压裂物理模拟试验,主要是通过室内岩石力学试验了解页岩基本力学性能,根据相似原理进行室内页岩露头岩心与人工制备岩心水力压裂裂缝扩展物理模拟试验。试验时应先综合考虑影响页岩网络裂缝形成与扩展的主要因素,建立真三轴压缩条件下水力压裂网络裂缝模型,以获得形成网络裂缝时的最优参数,为现场页岩气储层水力压裂提供技术支持。

图 1 为页岩储层水力压裂大型真三轴物理模拟试验设备结构。将现场采集的页岩岩心加工成 $300\text{ mm} \times 300\text{ mm} \times 300\text{ mm}$ 标准试样,在页岩试样内部钻出模拟井筒并下入割缝套管。为了解岩心内部天然裂缝的发育状况,压裂前对试件进行 CT 扫描后,将试件放入真三轴加载系统中心位置进行加压,同时启动声发射监测系统及泵压系统。声发射监测系统是根据声源定位数学原理,采用非对称方法,将探头放置在与加载垂向应力平行的方向上(见图 2),即 1,2 号探头放置在试件下面;3,4 号探头放置在试件上面;6,7 号探头放置在试件左面;8,9 号探头放置在试件右面。水力压裂裂缝扩展时,产生弹性波信号,声发射探头接收到信号后记录下相关数据,利用声发射处理软件包进行信号处理及震源定位,反推出震源空间位置,描述出水力裂缝的轮

廓,进一步推测出水力裂缝的方位、延伸范围和裂缝发生顺序。为了观察试件的水力压裂通道,在压裂液中添加示踪剂。试验后对压裂试件再次进行 CT 扫描,并与压裂前 CT 扫描进行对比,了解压裂后的裂缝分布规律,校验声发射探头监测裂缝的有效性,获得声发射监测裂缝的最佳布置方式,实时监测水力压裂裂缝的产生与扩展演化过程,并对裂缝扩展分布规律进行精确描述,建立三维可视化裂缝分布图。

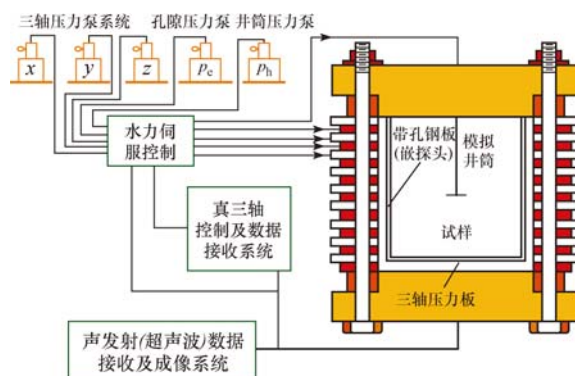


图 1 真三轴物理模拟设备结构示意图

Fig. 1 Structure of the triaxial testing equipment

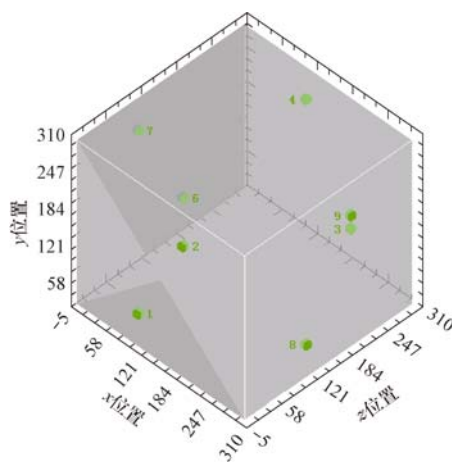


图 2 声发射探头放置位置

Fig. 2 Position of acoustic emission sensors

2 试验结果及分析

2.1 地应力差异系数对裂缝形态的影响

进行了 9 块天然页岩的水力压裂模拟试验,结果见表 1。

从表 1 可以看出,当压裂液黏度增高,地应力差异系数变大时,最高破裂压力明显增大。

图 3 是地应力差异系数为 0.05 时的压裂效果。从图 3(a)可以看出,地应力差异系数为 0.05 时,水

表 1 页岩压裂模拟试验结果

Table 1 Test result of shale fracture simulation

岩心号	地应力差异系数	泵排量/ (mL · s ⁻¹)	压裂液黏度/ (mPa · s)	最高破裂压力/ MPa
1	0.05	0.5	2	19.12
2	0.05	1.0	2	18.32
3	0.05	0.5	10	21.02
4	0.10	0.5	2	29.41
5	0.10	1.0	10	37.71
6	0.10	0.5	2	18.47
7	0.10	1.5	10	33.40
8	0.25	0.5	2	22.40
9	0.25	0.5	2	25.60

注:地应力差异系数 $k=(\sigma_H - \sigma_h)/\sigma_h$, 其中 σ_H 和 σ_h 分别为最大、最小水平主应力, MPa。



(a) 岩样裂缝形态



(b) 岩样剖开后的裂缝形态

图 3 地应力差异系数为 0.05 时的压裂效果

Fig. 3 Result of fracturing test under in-situ stress difference coefficient 0.05

力裂缝沿着天然裂缝方向延伸,将原有天然裂缝沟通并形成网络裂缝;由岩样剖开后的裂缝形态(图 3b)可知水力压裂裂缝在延伸过程中受到抑制,发生转向,突破层理面向前延伸,具有典型非平面缝特征。

图 4 是地应力差异系数为 0.25 时的压裂效果。从图 4 可以看出,水力裂缝穿过天然裂缝向前延伸,遇到层理面时发生转向,沿着层理面开裂。



(a) 岩样裂缝形态



(b) 岩样剖开后的裂缝形态

图 4 地应力差异系数为 0.25 时的压裂效果

Fig. 4 Result of fracturing test under in-situ stress difference coefficient 0.25

2.2 压裂液黏度对裂缝形态的影响

图 5 是压裂液黏度为 2 mPa · s 时的压裂效果及泵压曲线。从图 5(a)可以看出,裂缝形态复杂,表面粗糙,水力裂缝在延伸过程中不断沟通周围的天然裂缝并沿着天然裂缝方向扩展。从图 5(b)可以看出,泵压曲线波动剧烈,呈锯齿状发展,与图 5(a)对照,推测其原因是微裂缝不断开启造成的。

图 6 是压裂液黏度为 10 mPa · s 时的压裂效果及泵压曲线。从图 6(a)可以看出,裂缝形态简单,呈双翼缝,主裂缝垂直于最小主应力方向。沿岩石层理面剖开未见示踪剂,说明层理面未开裂。从图 6(b)可以看出,泵压曲线波动较小,较为平缓,与其他试件相比破裂压力明显增高。

2.3 泵排量对裂缝形态的影响

图 7 和图 8 分别是泵排量分别为 0.5 和 1.5 mL/s 时的压裂效果及泵压曲线。从图 7、图 8 可以看出,随着泵排量的增大,裂缝形态更为复杂,岩石破坏程度更高,泵压曲线波动更为剧烈。分析认为,这可能是因为随着泵排量增大、净压力增高,岩石获得了更多的能量,更多裂缝被开启和贯通,使岩石更容易被破坏。

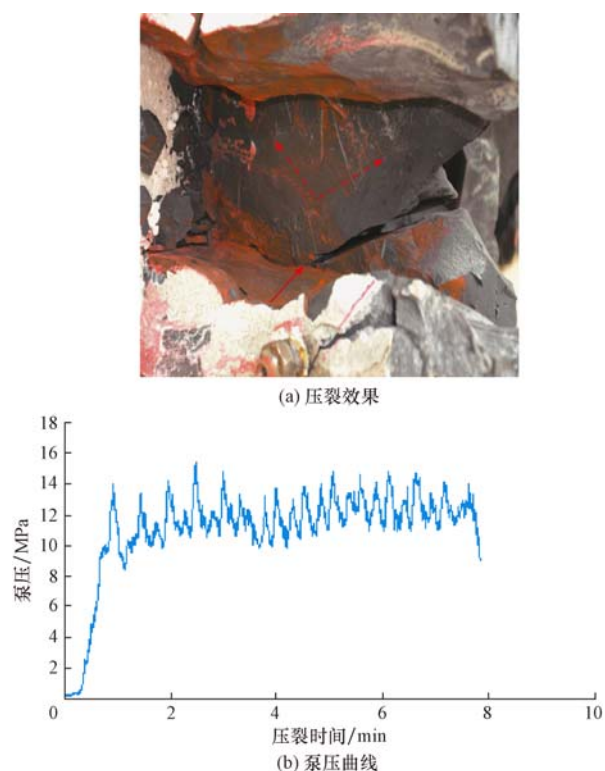
图 5 压裂液黏度为 $2 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 时的压裂效果及泵压曲线

Fig. 5 Result of fracturing test and pump pressure curve under fracturing fluid viscosity $2 \text{ mPa} \cdot \text{s}$

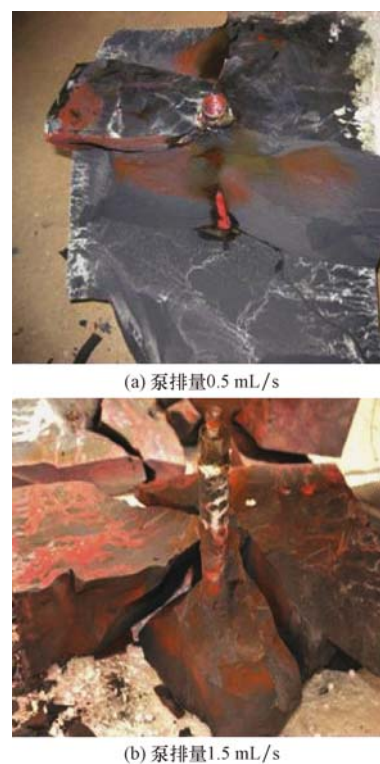
图 7 泵排量分别为 0.5 和 1.5 mL/s 时的压裂效果

Fig. 7 Result of fracturing test under pumping rate 0.5 mL/s and 1.5 mL/s

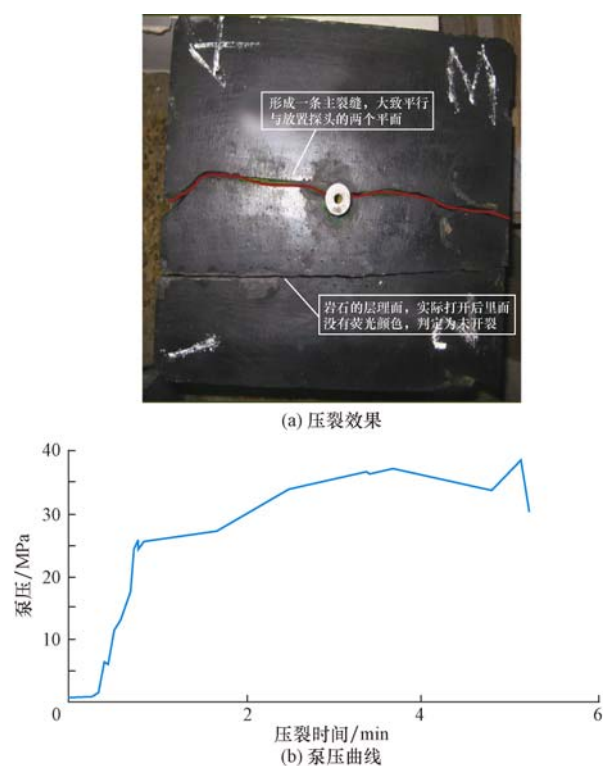
图 6 压裂液黏度为 $10 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 时的压裂效果及泵压曲线

Fig. 6 Result of fracturing test and pump pressure curve under fracturing fluid viscosity $10 \text{ mPa} \cdot \text{s}$

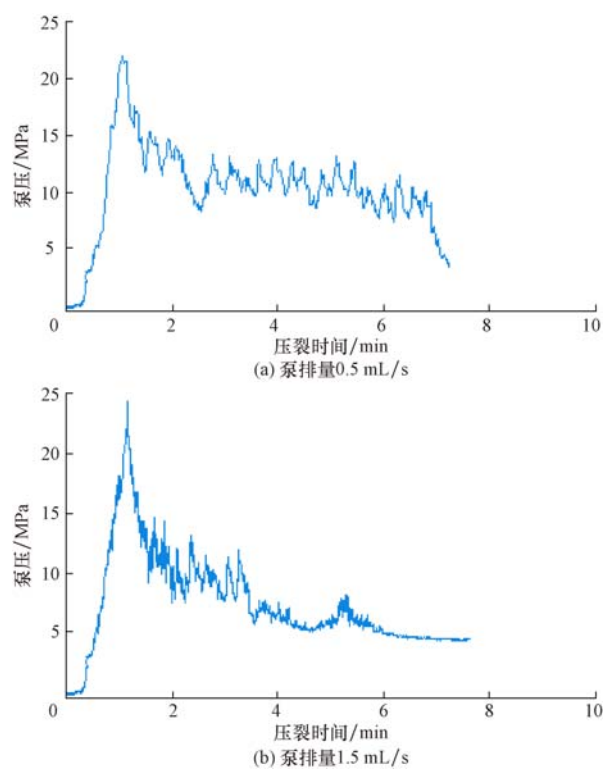
图 8 泵排量为 0.5 和 1.5 mL/s 时的泵压曲线

Fig. 8 Curve of pumping pressure under pumping rate 0.5 mL/s and 1.5 mL/s

3 结论及建议

1) 建立了一套页岩储层水力压裂大型物理模拟试验方法。通过声发射监测系统及压裂前后的岩心 CT 扫描结果,实时监测了水力裂缝扩展的物理过程并对压裂后的裂缝扩展分布规律进行了精确描述,建立了三维可视化裂缝分布图。

2) 压裂液黏度以及地应力差异系数对水力裂缝形态和扩展具有重要影响。随着压裂液黏度降低、地应力差异系数减小,裂缝形态更加复杂,呈现出非平面缝特征,裂缝表面粗糙,而且水力裂缝容易沿着天然裂缝方向延伸。当压裂液黏度增高,地应力差异系数变大,裂缝形态比较理想,裂缝表面比较光滑,水力裂缝容易穿过天然裂缝,形成单裂缝或者双翼缝。

3) 泵压曲线起伏变化越剧烈,说明更多的天然裂缝被沟通。在实际施工过程中,可采用变排量的方式沟通天然裂缝,以提高压裂改造体积。

4) 建议进一步完善页岩压裂物理模拟试验方法,同时考虑多因素共同作用对页岩水力裂缝扩展的影响。

致谢 在论文完成过程中,得到了中国科学院武汉岩土力学研究所杨春和教授、郭印同博士等人的大力帮助,在此对他们表示衷心的感谢。

参 考 文 献

References

- [1] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等. 中国页岩气研究现状与发展趋势[J]. 石油学报,2010,31(4):689-694.
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Research status and trends of shale gas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 689-694.
- [2] 闫联国,周玉仓,彭页 HF-1 页岩气井水平段固井技术[J]. 石油钻探技术,2012,40(4):47-51.
Yan Lianguo, Zhou Yucang. Horizontal well cementing technology of shale gas Well Pengye HF-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 47-51.
- [3] 姜政华,童胜宝,丁锦鹤,彭页 HF-1 页岩气水平井钻井关键技术[J]. 石油钻探技术,2012,40(4):28-31.
Jiang Zhenghua, Tong Shengbao, Ding Jinhe. Key Technologies adopted for shale gas horizontal Well Pengye HF-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 28-31.
- [4] 莫里斯·杜索尔特,约翰·麦克力兰,蒋恕. 大规模多级水力压裂技术在页岩油气藏开发中的应用[J]. 石油钻探技术,2011,39(3):6-16.
Maurice Dusseault, John McLennan, Shu Jiang. Massive multi-stage hydraulic fracturing for oil and gas recovery from low mobility reservoirs in China [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 6-16.
- [5] 薛承瑾. 页岩气压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术,2011,39(3):24-29.
Xue Chengjin. Technical advance and development proposals of shale gas fracturing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 24-29.
- [6] 刘红磊,熊炜,高应运,等. 方深 1 井页岩气藏特大型压裂技术[J]. 石油钻探技术,2011,39(3):46-52.
Liu Honglei, Xiong Wei, Gao Yingyun, et al. Large scale fracturing technology of Fangshen 1 Shale Gas Well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 46-52.
- [7] 王海涛. 页岩气探井测试压裂方案设计与评价[J]. 石油钻探技术,2012,40(1):12-16.
Wang Haitao. Design and evaluation of mini-frac scheme in shale gas exploration well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(1): 12-16.
- [8] 蒋廷学,贾长贵,王海涛,等. 页岩气网络压裂设计方法研究[J]. 石油钻探技术,2011,39(3):36-40.
Jiang Tingxue, Jia Changgui, Wang Haitao, et al. Study on network fracturing design method in shale gas [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 36-40.
- [9] Waters G, Dean B, Downie R, et al. Simultaneous hydraulic fracturing of adjacent horizontal wells in the Woodford Shale [R]. SPE 119635, 2009.
- [10] Cipolla C L, Warpinski N R, Mayerhofer M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture treatment design[R]. SPE 115769, 2008.
- [11] 姚飞,陈勉,吴晓东,等. 天然裂缝性地层水力裂缝延伸物理模拟研究[J]. 石油钻采工艺,2008,30(3):83-86.
Yao Fei, Chen Mian, Wu Xiaodong, et al. Physical simulation of hydraulic fracture propagation in naturally fractured formations[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(3): 83-86.
- [12] 孙海成,汤达祯,蒋廷学. 页岩气储层裂缝系统影响产量的数值模拟研究[J]. 石油钻探技术,2011,39(5):63-67.
Sun Haicheng, Tang Dazhen, Jiang Tingxue. Numerical simulation of the impact of fracture system on well production in shale formation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 63-67.
- [13] Fazelipour W, Franlab B. Development of techniques to integrate hydraulic fracturing design and reservoir simulation technologies-application to forecast production of stimulated wells in unconventional gas reservoirs [R]. SPE 142337, 2011.
- [14] 陈勉,金衍. 基于岩心分析的页岩气压裂工艺参数优选[J]. 石油钻探技术,2012,40(4):7-12.
Chen Mian, Jin Yan. Shale gas fracturing technology parameters optimization based on core analysis[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 7-12.